

¿Qué deja la visita del canciller Alemán?



A pesar de la deficitaria balanza comercial de Argentina con Alemania (1.890 millones favorable a los germanos), la relación diplomática entre ambos estados era cortés, pero fría. Con el conflicto ruso-ucraniano Putin pasó de ser amigo a enemigo y las necesidades energéticas de la maquinaria económica alemana se tornaron acuciantes. La potencia europea tiene mucha influencia en el directorio del Fondo Monetario Internacional (FMI), influencia decisiva que necesitará la Argentina a la hora de aprobar o rechazar cualquier renegociación. Los mandatarios conversaron sobre el potencial argentino de exportación de recursos básicos a Alemania: GNL, litio y algo más. Alemania está muy bien informada sobre las posibilidades, facilidades y dificultades técnicas, jurídicas o políticas ante un potencial acuerdo de abastecimiento. Fernández pidió ayuda en las futuras negociaciones con el FMI porque los vencimientos de deuda se aproximan como un tsunami. A cambio quedaron promesas y un contrato para la alemana Voith Hydro, en desmedro de la estatal IMPSA.

Página 2

Massa y Gonzalez revisaron las inversiones previstas por YPF

Página 5

El Proyecto offshore Fénix, a consulta pública

Página 5

¿Se viene el fin de la revolución del shale estadounidense?

Página 6

Bernal y el presidente de Shell, analizaron inversiones en VM

Página 9

Buscan sustituir Generación Forzada por Renovable (RenMDI)

Página 11

La energía se está reinventando,
Total evoluciona a TotalEnergies.



Las reuniones con el canciller alemán Olaf Scholz giraron en torno al conflicto entre la UE y Rusia, las necesidades energéticas de Europa y las eventuales ayudas alemanas en la renegociación de la deuda.

Todo tiene que ver con todo

El conflicto entre Rusia y Ucrania continúa marcando el ritmo de una crisis que está modelando el futuro de occidente. No obstante la apatía en la opinión pública que produce la información, la idea de que tanques Leopard de fabricación alemana circulen en territorio de la ex Unión Soviética apuntando sus cañones contra el ejército ruso, resulta un alucinante deja vú.

La guerra en Ucrania no es el único conflicto bélico que asuela al mundo, pero sus consecuencias son de singular influencia global y en él se fragua la vuelta al viejo orden petrolero y bipolar con los EE.UU. como la cabeza de occidente.

La reciente visita del Canciller alemán Olaf Scholz, se enmarcó en este reperfilamiento de un mundo conflictivo y beligerante. El objetivo principal de su visita es buscar la seguridad en el abastecimiento de energía y materias primas para mantener en marcha la dinámica maquinaria industrial alemana. Con ese objetivo, el Canciller llegó acompañado de un importante elenco de empresarios germanos, en busca de ventajas económicas en materia de recursos naturales y energía, en particular, litio, GNL e hidrógeno.

Desde el lado argentino, el gobierno de Alberto Fernández apuesta a lograr una influencia favorable por parte de Alemania en el seno del FMI, de cara a una eventual renegociación de los términos de la deuda externa. Sostener las actuales condiciones de pago serán de difícil cumplimiento a partir del año 2024. Pero toda ayuda tiene un costo.

Ambiente y discurso

Por estas horas, el conflicto ruso-ucraniano redujo a hojarasca la retórica ambientalista, cuando quedó de manifiesto la



accesoriedad de las fuentes alternativas de energía, todas intermitentes y de baja potencia, insuficientes para cubrir con seguridad toda la demanda, clave del confort del primer mundo.

El carbón volvió a ser central en la producción de energía en Europa, en particular en Alemania y esa actividad causa tensiones sociales en la Alemania profunda y que presionan al gobierno de Olaf Scholz.

La mina de carbón de lignito de Garzweiler en Renania del Norte-Westfalia, es el símbolo más perfecto del "haz lo que yo digo pero no lo que yo hago" y de que el calentamiento global --o "cambio climático"-- no configura a priori un peligro real. Resulta paradójico el hecho de que Lützerath, pueblo de Renania del Norte-Westfalia, vivía hasta hoy de su mina de lignito, pero ahora la mina a cielo abierto, literalmente se está tragando al pueblo que está siendo demolido y horadado para poder extraer más lignito.

La mina de Garzweiler que produce carbón de bajo poder calorífico y altamente contaminante, coloca a Alemania en el primer puesto en emisiones

de CO2 de la Unión Europea. Por detrás viene Polonia, una de las principales afectadas por el ingreso del gas ruso al mercado europeo y gran productor y exportador de carbón.

Paradójico resulta también que le haya tocado al ministro Robert Habeck del Partido Verde alemán, reactivar las viejas plantas de carbón. Berlín se había propuesto abandonar esa fuente en 2030, aunque en 1989 ya había anunciado que en el 2000 no habría más generación a carbón.

Para paliar los mayores costos y subsidios, el gobierno de Scholz aplica desde el 1º de diciembre de 2022, un impuesto sobre las ganancias inesperadas de las empresas energéticas del 33% denominado "contribución a la crisis energética de la UE", que potencialmente generaría un ingreso de entre dos y tres mil millones de euros.

El asunto es alarma en Alemania porque la combinación de altos costos de la energía y carga impositiva está impulsando a muchas empresas a desarrollar sus inversiones industriales en territorio estadounidense. Volvo, BASF, BMW, Ericsson y hasta AstraZeneca hacen cálculos de

costos e impuestos. La química alemana BASF anunció sus planes para reducir "permanentemente" algunas de sus operaciones en Europa y establecerse en EE.UU.

Recursos

Como señaláramos, el canciller de Alemania, principal aliado europeo de los EE.UU., busca afianzar su seguridad energética y el abastecimiento de recursos naturales para intentar disminuir el impacto de la inestabilidad política y económica internacional.

Pero no es la única potencia que vigila el futuro de los recursos estratégicos. Al respecto, Laura Richardson, jefa del Comando Sur de Estados Unidos, en un video grabado para un evento del Atlantic Council, un think tank vinculado a la OTAN, se preguntó retóricamente "¿Por qué es importante América latina?" a lo que respondió "el triángulo del litio, zona estratégica que comparten Argentina, Bolivia y Chile contiene el 60% del litio del mundo" y agregó que ese elemento es "necesario hoy en día para la tecnología". Al respecto, el mainstream informativo local no refirió una

sola línea.

Para Olaf Scholz y el empresariado alemán, el Triángulo del Litio es vital para apalancar el suministro para una de las industrias germanas más importantes: las gigantes del sector automotor como Mercedes-Benz Group AG y Volkswagen AG que necesitan materia prima para las baterías de sus vehículos eléctricos.

El hidrógeno verde también estuvo en las conversaciones entre Fernández y Scholz. Para su producción se requieren algunas condiciones que la argentina tiene, como ingentes cantidades de agua dulce y energía eléctrica abundante y barata. De hecho la estatal IEASA firmó recientemente un acuerdo con el instituto alemán Fraunhofer, para el desarrollo técnico y económico de un proyecto de producción de hidrógeno verde a partir de generación eólica en la zona de Bahía Blanca.

Hidrocarburos

En las conversaciones entre el canciller y el presidente argentino, no faltó una de las estrellas de la temporada: el Gas Natural Licuefaccionado (GNL).

Todo indica que las sanciones impulsadas por los EE.UU. a Rusia afectaron más a Alemania que a Rusia y la locomotora económica de Europa necesita diversificar las fuentes de abastecimiento y no cambiar el monopolio del abastecimiento ruso por el monopolio del abastecimiento norteamericano.

Un hecho sin precedentes marcó el inicio del fin del abastecimiento del gas siberiano: la ruptura de los gasoductos submarinos Nordstream I y II entre Rusia y Alemania. Un desarrollo de alta tecnología --llegaban a los 250 bar de presión operativa-- y construidos con muy altas inversiones. Pero un par de bombas de bajo

EnergiX

Para más información
ingrésá a
www.energix.com.ar

perfil informativo, desbarataron los dos ductos subacuáticos que proveían a Alemania de unos 300 millones de m3 diarios de gas natural.

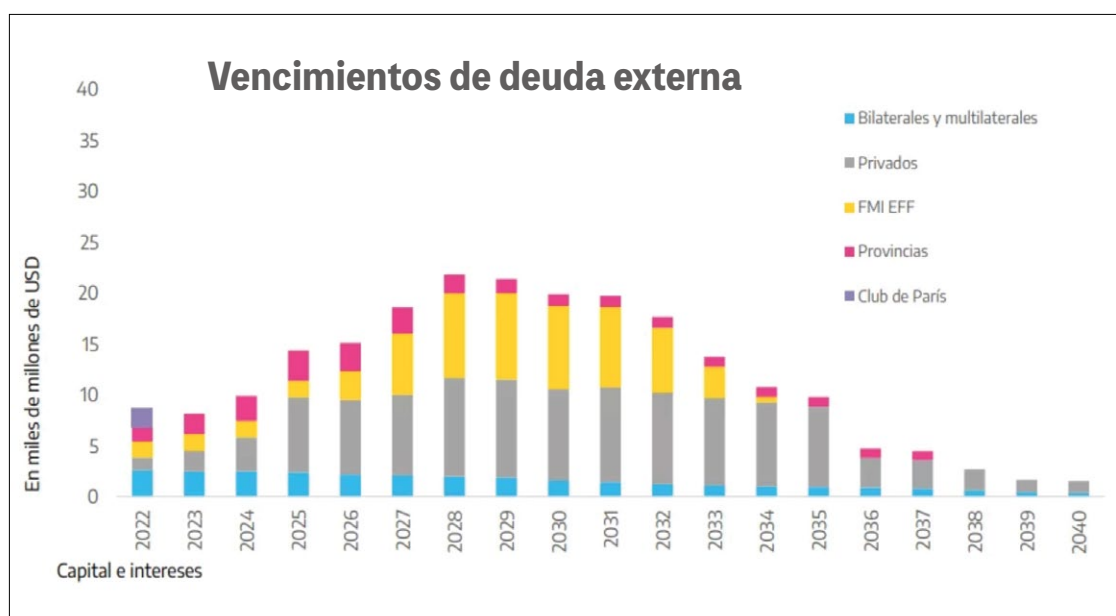
A esta acción siguió la aplicación de las sanciones a los hidrocarburos rusos que significó recorte de drástico del suministro de gas ruso que pasó de 700 millones de m3 diarios por gasoducto a unos 170 millones m3/d promedio anual, más unos 50 millones de m3/d promedio al año de GNL. Esto provocó una desestabilización de los precios internacionales de todos los energéticos.

El desplazamiento de Rusia como proveedor de energía limpia no es la única consecuencia del corte en el suministro. Por estas horas, la OPEP vuelve a lograr músculo en los mercados petroleros, gracias a cierto debilitamiento de la producción norteamericana de shale. EE.UU. perdió su fuerza en los mercados internacionales debido a la baja del crecimiento de su producción en un mercado con demanda vigorosa.

Incluso se instaló en la sociedad norteamericana la discusión sobre las ventajas del uso de las cocinas eléctricas por sobre las del gas (45% del mercado) a efectos de generar excedentes exportables. Claro, que el carbón encontrará allí un nuevo destino. En este contexto, los EE.UU. debaten por estas horas es cómo convencer –presionar– a los inversores norteamericanos de que se abre una nueva oportunidad para el sector.

Según una de las principales empresas de servicios petroleros de los EE.UU., la falta de personal y equipos disponibles para la fractura hidráulica suponen un gran obstáculo para aumentar la producción. Aseguran además, que no hay equipos disponibles para fractura y aunque los productores quisieran aumentar el ritmo de perforación en lo inmediato les resultaría difícil.

Para el Financial Times, los desmanejos financieros de las inversiones destinadas a la explotación shale en el territorio norteamericano, dejaron muchos heridos y el que se quemó con leche ve una vaca y llora.



Visita y deuda

En las primera semana de Febrero de 2023 el Gobierno cumplió con un pago al FMI por US\$ 1.400 millones de dólares mientras se apronta para la última revisión de las metas pautadas para el 2022. Según trascendió, dichas metas estarían sobrecumplidas, por lo que se abre una oportunidad

El resultado fiscal que informó el Ministerio de Economía muestra un profundo ajuste: en diciembre la recaudación creció 92% frente al mismo mes de 2021 y un gasto que aumentó sólo el 54,8%. La inflación interanual cerró 2022 en 94,8%, pero las erogaciones estuvieron por debajo de ese guarismo. El resultado fue un déficit del 2,4% del

Recientemente, el presidente Alberto Fernández se refirió a la mochila de la deuda con el FMI en los siguientes términos: “El actual sistema, que prioriza a la especulación por sobre el desarrollo de los pueblos, debe cambiar. La deuda externa que mi gobierno heredó con el FMI y que hoy estamos afrontando es un claro ejemplo de lo que está mal: única en la historia por su monto y por sus condiciones de repago, aprobada para favorecer a un gobierno en la coyuntura, acaba condenando a generaciones que miran impávidas el destino que les ha sido impuesto”.

En relación al tema y a los plazos y retomando las críticas a la gestión del ex ministro Martín Guzmán, Máximo Kirchner uno de los referentes “duros” del Frente de Todos señaló en una entrevista con El Cohete a la Luna dijo que “No queda otra que revisar el cumplimiento de este acuerdo con el Fondo”.

El diputado nacional, abogó por un acuerdo entre distintas fuerzas para renegociar “no con una actitud patrioterica sino de responsabilidad e inteligencia”. Es aquí donde la ayuda alemana cobra relevancia.

Cuando era el número dos en la coalición gobernante que lideraba Angela Merkel, Olaf Sholz había declarado en la reunión de ministros de Finanzas del G20, que el proteccionismo “perjudica a los más pobres”. En aquella oportunidad Scholz, había celebrado la decisión de Mauricio Macri de afrontar los desequilibrios macroeconómicos y apoyar

“el crecimiento sostenible en el contexto de un ambicioso programa respaldado por el FMI”. Es preciso señalar que entre los EE.UU. y Europa, ostentan la mitad de los votos dentro del Fondo Monetario Internacional, aunque los EE.UU tienen poder de veto sobre todas las decisiones.

No free lunch

La eventual “inside help” que podría venir de la mano de Alemania resultaría muy importante. Por eso toma relevancia el hecho de que de todas las conversaciones mantenidas entre ambos mandatarios, la única que se convirtió en documento escrito en el marco de la visitade Scholz, es el la participación de la firma alemana Voith Hydro en la construcción de la represa Chihuidos.

Chihuidos en un aprovechamiento hidroeléctrico que se construirá en el centro de la provincia del Neuquén, en la subcuenca media del río homónimo, aguas arriba del complejo Cerros Colorados. La central tendrá una potencia instalada de 637 mw/h, con una producción media anual de 1.750 gigawatts/hora, a partir de cuatro turbinas francis de eje vertical. El mencionado acuerdo contó con la participación del Estado Nacional representado por el ministro de Relaciones Exteriores, Santiago Cafiero, Toralf Haag Ceo de Voith Hydro (antes Voith Siemens Hydro Power Generation) y Eduardo Eurnekian, presidente de Helport; el monto del contrato ascendería a US\$ 2.230 millones.

Voith Hydro es el subcontratista nominado, que tendrá a su cargo la provisión e instalación de equipamiento hidroelectromecánico y la construcción de línea extra de alta tensión en 500 KV.

Crónica de una injusticia

Tras un polémico acuerdo en 2017 entre los entonces presidentes de Argentina, Mauricio Macri y de Paraguay, Horacio Cartes --donde éste último reconoció una deuda de US\$ 4.000 millones con Argentina por la represa de Yacyretá-- ambos presidentes decidieron ampliar la

Distribución actual de las cuotas relativas en el FMI (porcentaje del total)

País/región	Cuota efectiva relativa ¹	Cuotas nominales ¹
Estados Unidos	17,1	37.149
Unión Europea	32,4	70.404
Asia	11,5	25.010
China	3,7	8.090
India	1,9	4.158
Corea	1,3	2.927
Oriente Medio y Turquía	7,6	16.426
Turquía	0,5	1.191
América Latina	7,6	16.501
México	1,5	3.153
Brasil	1,4	3.036
África	5,3	11.498
Canadá	2,9	6.369
Federación de Rusia	2,7	5.945
Suiza	1,6	3.459
Australia	1,5	3.236
Todos los demás países	9,8	21.317

para negociar alguna mejora en las condiciones, necesarias en un año con enormes expectativas electorales.

PBI, una décima menos del tope que fijaba el Acuerdo de Facilidades Extendidas (EFF) por exigencia del Fondo.

Energía&Negocios

Editor Responsable: María del Rosario Martínez: editor@energiaynegocios.com.ar
 Publicidad: publicidad@energiaynegocios.com.ar - Editado en Bs. As. - Argentina. Sarmiento 1889 piso 2 Capital Federal - Tel: 4371- 6019. whatsapp + 54 11 4371-6019 / 6107 Miembro de ADEPA. Las notas firmadas no necesariamente reflejan la opinión del editor. Prohibida su reproducción total o parcial (Ley 11.723) © E&N.
 www.energiaynegocios.com.ar



MARTELLI ABOGADOS

Sarmiento 1230, piso 9, “C1041AAZ” - Buenos Aires, Argentina

Tel +54 11 4132 4132

info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

capacidad de generación de la represa, que se se encaró en 2018 el proceso licitatorio del proyecto del brazo Aña Cuá.

Tras un intrincado proceso licitatorio, un mes antes de las PASO de agosto 2019, Mauricio Macri adjudicó la provisión y el montaje del equipamiento electromecánico de la represa a la alemana Voith Hydro.

En mayo de 2018 se había realizado la apertura de las ofertas técnicas e IMPSA terminó técnicamente mejor calificada que Voith. Pero el proceso de apertura económica de los sobres se demoró hasta enero de 2019. Los motivos aparentes fueron el “techo” al precio y las condiciones ventajosas que ofrecía IMPSA. El asunto se destrabó con la llegada de la entonces canciller alemana Angela Merkel en la primera semana de diciembre de 2018.

Finalmente Voith se impuso en la compulsa con 99,7 millones de dólares, sobre los 104 millones de IMPSA-CIE. La firma mendocina IMPSA -hoy con propiedad mayoritaria estatal- impugnó el proceso ante el organismo encargado de la licitación, la Entidad Binacional Yacypretá (EBY), pero todo siguió su curso y el 22 de octubre, cinco días antes de las elecciones nacionales de 2019, se firmó el contrato.

IMPSA cuestionó técnica y económicamente las ofertas de Voith.

Técnicamente, la mendocina sostuvo la participación de Voith Hydro en la licitación, porque según argumentaron los alemanes diseñaron las turbinas Kaplan originales de Yacypretá, las mismas que tuvieron problemas de funcionamiento y obligaron a la EBY a reducir la potencia y luego a reemplazarlas.

IMPSA denunció también que Voith no cumplió con los requerimientos del pliego que exigían tener un ensayo de un modelo hidráulico. Según declaró a la prensa porteña Fabián D’Aiello, director de Legales de la mendocina



“Construir ese modelo a escala a nosotros nos costó 500 mil dólares, pero Voith se limitó a presentar resultados de turbinas similares”.

En términos económicos, IMPSA alegó que su oferta resultaba mucho más económica y beneficiosa para el Estado Nacional, porque el 62% de su oferta se ejecutaba en moneda local con una fórmula atada a los índices de precios de Argentina y Paraguay, mientras que la oferta de Voith era exclusivamente en dólares. Además, las externalidades de un eventual contrato con IMPSA resultaban muy positivas, toda vez que se contrataba tecnología y mano de obra nacional.

Luego de las devaluaciones por el resultado de las PASO de 2019, la oferta de Voith seguía siendo de 99,7 millones y la de IMPSA pasó a ser de 85 millones.

IMPSA hoy

Impsa ha sido una empresa destacada en la metalurgia aplicada a elementos electromecánicos altamente sofisticados. Diseña y fabrica componentes y turbinas para la generación de energía hidráulica, nuclear y eólica. Ha competido en esas áreas con

grandes fabricantes internacionales. Pero algunos de sus proyectos encarados en Brasil tornaron incobrables certificados de una importante entrega; hubo errores en la evaluación del riesgo de cobranza y ventas concentradas en pocos clientes y por falta de financiamiento crónico que sufren la mayoría de las empresas de la región, en 2015 IMPSA cayó la insolvencia.

En mayo de 2021, el gobierno Nacional y el gobierno de la provincia de Mendoza, capitalizaron la empresa IMPSA. De esta manera, la compañía recompuso su capital de trabajo y se proyectó para posicionarse otra vez como una empresa de vanguardia en desarrollos tecnológicos. El Estado nacional se comprometió a inyectar en mayo del 2021 un total de \$ 1.362.900.000 al capital de IMPSA, por lo que su participación accionaria pasó a ser del 63,7%, mientras que el Estado provincial aportaría \$ 454.300.000, quedándose así con el 21,2% de las acciones. El porcentaje restante (15,1%) permanecerá en manos privadas, correspondiendo un 9,8% de las acciones al fideicomiso de acreedores y otro 5,3% para el fideicomiso de la familia fundadora.

taremos mano de obra teniendo una empresa de altísimo nivel técnico como IMPSA?

YPF, litio, hidrógeno y GNL

Olaf Scholz recorrió todo el espinal energético de nuestro país. Se reunió con Pablo González y durante el encuentro hablaron sobre los negocios que viene desarrollando YPF: GNL, hidrógeno y litio. En este sentido los germanos miran con cierta ambición, muy bien informados de las operaciones de su empresa Wintershal.

Al respecto, desde YPF destacaron que “los funcionarios de Alemania, encabezados por su canciller, se mostraron interesados por las energías renovables y el litio en donde el país presenta importantes oportunidades al formar parte, junto a Chile y Bolivia, del Triángulo del Litio que contiene el 60% de los recursos mundiales de este mineral clave para la transición energética”.

“YPF es líder en la producción de energías renovables y más del 25% de la energía que consume es generada a partir de este tipo de fuentes”, dijo YPF en un comunicado.

YPF a través de Y-Tec lidera el consorcio H2Ar un espacio de trabajo colaborativo entre empresas que permite innovar y promover el desarrollo de la economía del hidrógeno en el país. Con más de 30 compañías miembro, el Consorcio trabaja en 8 células de trabajo transversales a la cadena de valor del hidrógeno.

En materia de GNL YPF tiene el know-how y el recurso ya probó la exportación: 5 barcos a pérdida.

Alemania tiene una necesidad acuciante de diversificar sus fuentes proveedoras y Vaca Muerta es una alternativa viable. Hay otras variables que pueden viabilizar o no un proyecto de tal magnitud, como contratos de largo plazo, algo que deberá ser trabajado laboriosamente.

**Construimos Infraestructura
Construimos Crecimiento**

Somos SACDE.
Una empresa argentina líder de ingeniería, construcción y servicios, comprometida con el desarrollo de nuestro país.

ENERGÍA
GAS Y PETRÓLEO
INFRAESTRUCTURA Y SANEAMIENTO
ARQUITECTURA

f @ y in
sacde.com.ar

sacde

Massa y Gonzalez pasaron revista a proyectos e inversiones previstos por YPF

El ministro de Economía, Sergio Massa, y el presidente de YPF, Pablo González, analizaron el plan de inversiones y el estado de situación de los principales proyectos encarados por la Compañía de mayoría accionaria estatal.

YPF cerró el 2022 con una inversión superior a los 4.000 millones de dólares y un crecimiento de la producción del 9 por ciento. Para este año, se estima un mayor nivel de inversiones que permitirán financiar proyectos muy importantes para generar la energía que el país necesita, y convertir a la Argentina en un exportador de petróleo y gas aportando divisas para financiar el desarrollo de su economía.

En ese marco, el ministro de Economía y el presidente de YPF analizaron el avance de distintos proyectos de transporte de hidrocarburos que son estratégicos para el desarrollo de Vaca Muerta.

Entre ellos, consideraron los avances en la obra de rehabilitación del Oleoducto Trasadino que permitirá reanudar la exportación de crudo a Chile y los mercados del Pacífico. Tiene una extensión de 427 kilómetros desde Puesto Hernández en Neuquén hasta la Refinería de ENAP en



Biobío Chile y es operado a través de una sociedad que integran Chevron, ENAP e YPF.

Además, Pablo González le expuso los detalles de una obra clave para la exportación de crudo como es el proyecto denominado "Vaca Muerta Sur" con una inversión estimada en 1.200 millones de dólares y un plazo de ejecución de dos años. El objetivo es unir los Bloques más productivos de Vaca Muerta de la compañía con Punta Colorada, en la provincia de Río Negro, a través de un oleoducto

de 700 kilómetros.

Además, se prevé la construcción de una terminal de almacenamiento y la instalación de dos monoboys para la carga de buques de gran porte.

Ambos analizaron también aspectos del proyecto de GNL que YPF y Petronas buscan desarrollar en el país con una inversión inicial de 10.000 millones de dólares y una capacidad de producción final de 19 MTPA (millones de toneladas anuales).

Como parte del interés de Petronas en el país, el 20 de enero, Pablo

González, recibió al nuevo CEO de Petronas E&P Argentina, Nazri Idzlan Malek, y tuvieron la oportunidad de continuar con el análisis de este proyecto que convertirá a la Argentina en un exportador neto de GNL a partir del desarrollo de Vaca Muerta, la segunda reserva de gas no convencional del mundo.

Massa y Gonzalez abordaron además la agenda de la transición energética en donde YPF juega un rol muy importante a través de la producción de energías renovables y el desarrollo de la cadena de valor del litio.

Con YPF Luz, la compañía se ubica como el segundo generador de energía renovable del país con una capacidad instalada de 400 MW y avanza con la puesta en marcha de su primer parque solar en la provincia de San Juan, entre otras inversiones.

Además, YPF Litio comenzó su primer proyecto exploratorio en la provincia de Catamarca junto a CAM-YEN. Además, inauguró con Y-TEC, y junto al Ministerio de Ciencia y Tecnología, el CONICET y la Universidad Nacional de la Plata, la primera planta para baterías de litio, que permitirá desarrollar el paquete tecnológico para sumarle valor a la producción de este mineral en el país.

El Proyecto offshore Fénix, a consulta pública

Hasta el 8 de febrero inclusive se desarrollará la Consulta Pública web que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la Nación lanzó a partir de la plataforma <https://consultapublica.argentina.gob.ar/> para la participación ciudadana respecto del Proyecto Fénix, de desarrollo de hidrocarburos offshore en la Cuenca Marina Austral, en Tierra del Fuego.

Se trata de un nuevo proyecto a cargo de la UTE conformada por Total Austral, Pan American Energy y Wintershall DEA, en el cual se calcula invertir unos 700 millones de dólares.

Cabe referir que los desarrollos actuales de Total Austral junto a sus socios Pan American Sur y Wintershall en CMA-1 son estratégicos para el país y para la provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, en tanto que proveen apro-

ximadamente 19 millones de metros cúbicos diarios de gas al mercado argentino (aproximadamente el 18 % del gas nacional) y representan el 73 % de la producción de gas y el 41 % de la producción de petróleo de la provincia.

Por otra parte, los hidrocarburos son el producto más exportado de la provincia (44 % de sus ventas al exterior en 2021), además de ser la única fuente actual de generación de electricidad de red.

Fénix es un proyecto de gran importancia para el desarrollo local y nacional, que le permitirá al país desde inicios de 2025 incrementar la disponibilidad de gas, al contar con 10 millones de metros cúbicos diarios (que representan aproximadamente el 8 % de la producción actual del país) y reducir las importaciones de LNG y gas natural en casi 2.000 millones de dólares anuales.

El documento de divulgación del proyecto puede consultarse en la página web dedicada <https://totalenergies.com.ar/es/proyecto-fenix>.

Para participar de la consulta pública el interesado debe registrarse en la plataforma, ya sea a través de su usuario de miargentina o generando un usuario a tal fin.

Buscar en la página web del Ministerio la consulta correspondiente al proyecto: Votar a favor o en contra de las consignas en cada uno de los ejes presentados:

Participar en el foro de debate, ya sea a través de comentarios o de pulgar arriba/ abajo en los comentarios de otros usuarios.

Una vez concluida esta etapa el Ministerio de Ambiente elaborará un informe y avanzará en la convocatoria de una Audiencia Pública.



El Financial Times plantea la posibilidad de que el milagro del autoabastecimiento esté próximo a terminarse

¿Se viene el fin de la revolución de la producción shale estadounidense?

El fracking catapultó a Estados Unidos a la cima de la jerarquía energética, pero los bajos rendimientos y la falta de reinversión amenazan esa posición. Financial Times reflexionó sobre las consecuencias que tendrían para el mundo el fin de la revolución del shale estadounidense.

Cuando en enero el Decathlon, un petrolero de 274 metros de largo, entró en el puerto alemán de Wilhelmshaven, mostró una prueba tangible del poder geopolítico estadounidense.

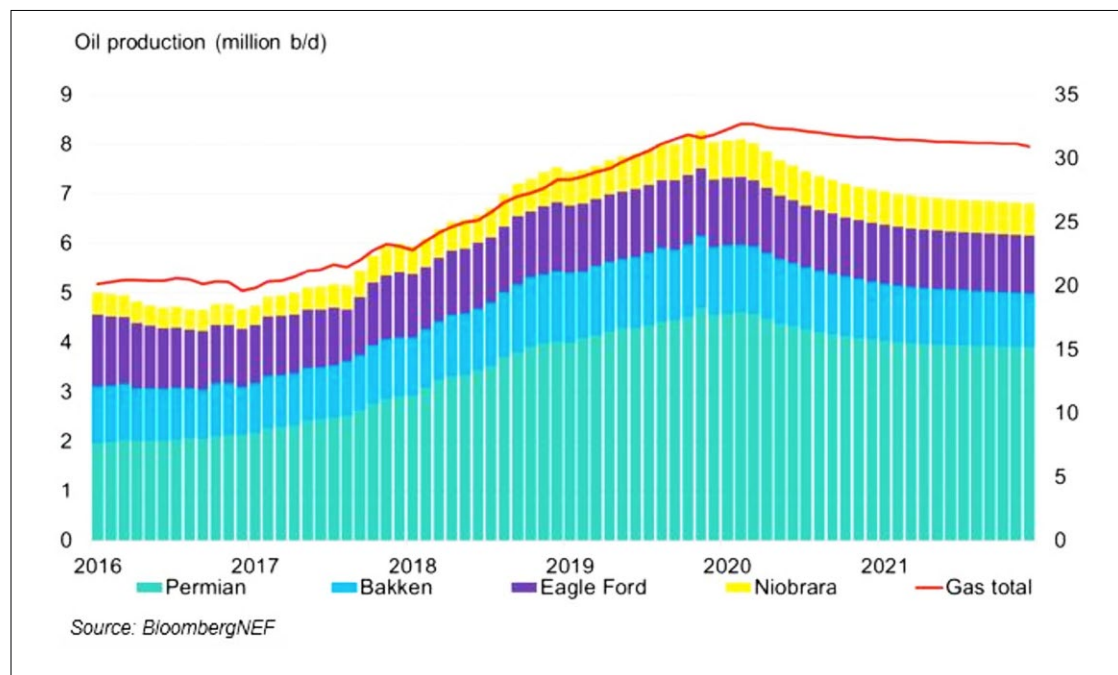
Días antes, había entrado en vigor un embargo de la UE sobre el crudo ruso, lo que amenazaba con una interrupción aún mayor en los mercados energéticos mundiales.

La invasión rusa de Ucrania precipitó una crisis energética mundial, y Estados Unidos fue uno de los mayores beneficiarios.

Como Moscú debió recortar los envíos de gas natural a Europa y las sanciones occidentales se dirigieron a sus hidrocarburos, las exportaciones estadounidenses de ambos productos se han disparado. Unos 500 petroleros cargados con petróleo estadounidense han navegado hacia Europa desde febrero de 2022, según la firma de datos OilX, lo que ayudó a que las exportaciones de crudo de EE.UU. alcanzaran un récord el año pasado.

El hito marcó el apogeo de la revolución del shale: una revolución energética y tecnológica de 15 años en la que el fracking convirtió al mayor consumidor de petróleo y gas del mundo en su mayor productor.

El rápido crecimiento del shale proporcionó un gran estímulo a la economía mundial



al mantener bajos los precios del combustible y liberó las manos de Washington para enfrentarse a rivales ricos en petróleo en Irán y Venezuela sin temor a un revés económico para los votantes en casa. El aumento vertiginoso de la producción de petróleo de shale ayudó a calmar la volatilidad de los mercados de crudo, incluso cuando la Primavera Árabe trajo turbulencias a los productores de Medio Oriente y estalló un nuevo conflicto en el norte de Irak y la península arábiga, incluidos los ataques a la infraestructura petrolera de Arabia Saudita.

Hoy, la flotilla de exportaciones estadounidenses de petróleo y gas que atraviesa el Atlántico ha ayudado a neutralizar la guerra energética de Vladimir Putin. La edad de oro del shale “devolvió a Estados Unidos a la cima de la tabla en términos de importancia geopolítica”, dice David Goldwyn, ex asesor principal de energía de Barack Obama y director de

Goldwyn Global Strategies, una consultora de Washington. “Estados Unidos ya no está en una posición en la que tenga que preocuparse por el suministro físico de petróleo o gas”... y eso le da mucha más libertad de acción en los asuntos internacionales”. Además, la abundancia acumulada de suministro de shale entregado en los últimos 15 años continúa protegiendo a los estadounidenses de los altísimos precios del gas natural y del combustible que han sacudido a otras economías desarrolladas, dando a su industria una ventaja competitiva y a sus hogares más ingresos disponibles.

Pero esa era transformadora está llegando a su fin, dicen los analistas, con consecuencias impredecibles. Los altos costos y la escasez de mano de obra ahora aquejan a la producción de shale.

Wall Street quiere que las ganancias se devuelvan a los inversores, no que se reinviertan en nuevas plataformas. Incluso con precios del

crudo a 80 dólares el barril, un precio muy por encima del promedio a largo plazo, los productores de shale todavía temen derrochar capital.

Para colmo, los nuevos pozos están produciendo menos petróleo. “La era de crecimiento agresivo del shale estadounidense ha terminado”, dice Scott Sheffield, director ejecutivo de Pioneer Natural Resources, el mayor productor de shale del país. “El modelo de shale definitivamente ya no es un productor oscilante”. Hay escenarios en los que esto podría no importar: si la economía de China sigue tambaleándose y las exportaciones de petróleo de Rusia se mantienen sólidas, a pesar de las sanciones, entonces los mercados petroleros deberían estar bien abastecidos.

Y si una transición energética despegara rápidamente, el mundo puede arreglárselas sin el suministro de petróleo estadounidense en rápido crecimiento. De hecho, algunos ecologistas darán la bienvenida a un crecimiento

más lento de los combustibles fósiles de un proveedor importante. Pero la evidencia de que los consumidores del mundo están perdiendo la sed de petróleo es escasa, a pesar de los esfuerzos de algunos gobiernos por descarbonizar sus economías y reducir las emisiones.

La Agencia Internacional de Energía dice que el mundo quemará unos 1,7 millones de barriles por día adicionales en 2023, alcanzando un récord mundial de casi 102 millones de b/d. Goldman Sachs pronostica un aumento de la demanda este año de 2,7 millones de b/d, lo que hará que los precios del petróleo vuelvan a superar los 100 dólares el barril.

A medida que el orden energético global establecido se deshace rápidamente, el mundo puede estar entrando en una fase de mayor volatilidad en el mercado petrolero, advierten analistas y ejecutivos. Esto será un problema para los países importadores de petróleo, pero una era de poder renovado para algunos, especialmente Arabia Saudita, los Emiratos Árabes Unidos y los demás petroestados que forman el grupo productor de la OPEP. El shale se convirtió en la “capacidad de repuesto fácilmente disponible que podía competir con la OPEP, creando lo que entonces llamamos el ‘nuevo orden del petróleo’”, dice Jeff Currie, director global de investigación de materias primas de Goldman Sachs. “Hoy esa flexibilidad se ha ido, empujándonos de regreso al ‘viejo orden petrolero’ del dominio de la OPEP”. Wil VanLoh, jefe de Quantum Energy Partners, uno de los mayores inversores de capital

VP VICTORIO PODESTA
75 años de abastecimiento continuo

Gas Natural - Fuel Oil - Gas Oil - Naftas - Lubricantes
IFO - Fuel Marítimo - Energías Sustentables (fotovoltaica)

comercial@vpodesta.com - (11) 5319 6441



privado del shale, lo expresa de otra manera. “El mundo realmente se quedó dormido por el éxito de la revolución del shale”, dice. “Estados Unidos tomó el control de los precios de la OPEP, porque nos convertimos en la única fuente de crecimiento para el suministro de petróleo a nivel mundial. Hasta que de repente, todo eso cambió”.

El auge del shale

Ningún lugar resume mejor la historia del shale que el campo Bakken de Dakota del Norte. Hasta 2020, la producción de petróleo del estado se multiplicó por más de siete hasta alcanzar casi 1,5 millones de barriles por día, más de lo que producen algunos miembros de la OPEP.

Una economía agraria adormecida se convirtió en una potencia energética. Convirtió a Harold Hamm, quien apostó la granja a que podía extraer petróleo de las frágiles pizarras de Bakken, en el petrolero más famoso de Estados Unidos, y en multimillonario.

Una caída del precio del petróleo en 2014 perjudicó al sector. Pero el colapso de la pandemia de 2020 fue casi fatal y desató una ola de quiebras de shale. Fue la primera señal de la vulnerabilidad del shale y obligó al entonces presidente Donald Trump a rogar a Arabia Saudita y Rusia que subieran los precios y salvaran al sector petrolero de Estados Unidos.



Harold Hamm, de Continental Resources, quien hizo su fortuna en los campos de shale de Bakken, se ha ido a buscar recursos a otros lugares después de que la producción de la región se desplomara. La producción de Bakken se desplomó a poco más de 1 millón de b/d y apenas se ha recuperado. Solo 39 plataformas estaban operando en todo el campo en la primera semana de enero, frente a las más de 200 de hace una década. Continental Resources, la empresa de Hamm, se ha ido a la caza de recursos de shale en otros lugares.

El apogeo de Bakken ha terminado. La cuenca del Pérmico en Nuevo México y Texas se ha convertido en el nuevo caballo de batalla de la industria petrolera estadounidense. La producción ha alcanzado un récord en los

últimos meses, mejorando su estatus como el yacimiento petrolífero más prolífico del mundo.

Los salarios extraordinarios han atraído a conductores, soldadores e instaladores de tuberías a las ciudades petroleras del oeste de Texas, como Midland y Odessa. Aun así, en general, la actividad de los yacimientos petrolíferos estadounidenses no es lo que era; el ritmo de producción está aumentando a una fracción de los tiempos de auge. Mientras Bakken y otros aún estaban emergiendo, entre 2011 y 2014, la producción de crudo de EE. UU. aumentó cada año en promedio alrededor del 15 por ciento. La producción se duplicó con creces en los 10 años hasta 2019, a un máximo de 13 millones de barriles por día justo antes de que el colapso de la

pandemia hiciera que la producción retrocediera, ya que las empresas cerraron pozos, suspendieron equipos y despidieron a decenas de miles de trabajadores.

La producción de hoy se mantiene muy por debajo de los máximos anteriores a la pandemia de Covid, y ahora está creciendo glacialmente según los estándares de shale, a pesar de 18 meses de fuertes aumentos del precio del petróleo.

La Administración de Información de Energía, un pronosticador del gobierno, espera que la oferta en los próximos 12 meses aumente solo 250.000 barriles por día, o un 2 por ciento, incapaz incluso de mantenerse al día con el aumento previsto en la demanda de petróleo del país.

La producción solo alcanzará un nuevo máximo nue-

vamente a fines de 2024. Incluso esto puede sobreestimar el crecimiento, creen algunos consultores, dadas las recientes caídas en el número de plataformas operativas.

A menos que la actividad se recupere nuevamente, la consultora Energy Aspects dijo que las tasas de declive del shale se acelerarían el próximo año, “posiblemente incluso conduciendo a declives absolutos año tras año” en la producción de EE. UU. “Lo que alguna vez se consideró como el motor de crecimiento de la oferta del mundo bien podría estar llegando a su punto máximo”, dice Amrita Sen, directora de investigación de la consultora.

Wall Street

Ahora soplan vientos de proa para el sector del petróleo de shale bituminoso. Incluso en el Pérmico, que durante la pandemia se convirtió en la única área importante de crecimiento de la producción, los operadores dicen que años de perforación desenfrenada han reducido sustancialmente la superficie disponible. Los mayores productores, Pioneer, Chevron, Devon Energy, ConocoPhillips y algunos otros, todavía tienen un inventario saludable de ubicaciones de perforación de primer nivel, pero las empresas más pequeñas se están quedando sin recursos.

A diferencia de la producción de petróleo convencional, la producción de shale

CONFEDERACIÓN DE ENTIDADES DEL COMERCIO DE HIDROCARBUROS Y AFINES DE LA REPUBLICA ARGENTINA



ENTIDADES ADHERIDAS

A.M.E.N.A. Asociación Mendocina de Expendedores de Nafta y Afines de Mendoza.

C.A.P.E.G.A. Cámara de Comerciantes de Derivados de Petróleo, Garages y Afines de Tucumán.

C.E.C NEUQUEN Y RIO NEGRO. Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines de Neuquén y Rio Negro

C.E.C.A. SAN JUAN. Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines de la Provincia de San Juan.

C.E.C.A. SAN LUIS Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines de San Luis

C.E.C.A.CH. Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines del Chaco.

C.E.C.A.E.R Cámara de Estaciones de Combustibles Anexos de Entre Rios.

C.E.C.L.A. LA PAMPA Cámara de Expendedores de Combustibles, Lubricantes y Afines de La Pampa

C.E.C JUJUY Cámara Expendedores de Combustibles de Jujuy

C.E.P.A.S.E. Cámara de Expendedores de Subproductos del Petróleo y Anexos de Santiago del Estero

C.E.S.A.N.E. Cámara de Estaciones de Servicio y Afines del Nordeste

C.E.S.COR Cámara de Estaciones de Servicio de Corrientes

C.E.S.E.C.A. Cámara de Estaciones de Servicio Expendedores de Combustibles y Afines de Salta.

F.A.E.N.I. Federación Argentina de Expendedores de Nafta del Interior - Santa Fe.

F.E.C.A.C. Federación de Expendedores de Combustibles y Afines del Centro de la República - Córdoba -

F.E.C.R.A. Federación de Expendedores de Combustibles de la República Argentina

recién perforados se depleta rápidamente tras un año de operación. Para mantener estable la producción cada año, las empresas deben seguir perforando más pozos. Se han perforado decenas de miles en los EE. UU. en los últimos 15 años. Pero “el rendimiento de los pozos y el inventario de perforación son preocupaciones emergentes” en el parche de shale, dice Morgan Stanley.

El año pasado, por primera vez, el volumen promedio de petróleo producido de cada nuevo pozo fue menor que el año anterior, estima la consultora Rystad Energy. Algunos republicanos petroleros culpan a la administración Biden por desalentar la actividad, pero los cuellos de botella en la cadena de suministro son un lastre más tangible para la industria. La cuenca del Pérmico en Nuevo México y Texas se ha convertido en el nuevo caballo de batalla de la industria petrolera de EE. UU. con una producción que alcanzó un récord en los últimos meses.

Goldman Sachs dice que

la escasez de mano de obra sigue siendo “grave”, con una brecha de empleos de alrededor de 20.000 personas en los últimos meses. La necesidad de pagar salarios más altos ha contribuido al aumento de los costos; Enverus, una consultora de energía, dice que la perforación de pozos costó un 30 por ciento más el año pasado que en 2021 y espera que el precio suba otro 12 por ciento en 2023.

La perforación de un pozo de shale promedio costó solo US\$ 7,3 millones en 2019, pero costará US\$ 9 millones este año, según Rystad, mientras que el precio de perforar 100 pies aumentó de US\$ 75.000 en 2020 a US\$ 100.000. Algunas plataformas y equipos esenciales han permanecido sin mantenimiento durante meses y ahora necesitan reacondicionamiento.

Incluso si tuvieran la voluntad y el capital para perforar más pozos, dicen algunos operadores, no podrían hacerlo rápidamente, dado el mal estado de algunos equipos y las limitaciones de mano de obra. Sin embargo, quizás el

mayor obstáculo para el crecimiento sea Wall Street. Los años de auge de Shale vieron a los operadores gastar constantemente más que los flujos de efectivo, masticando decenas de miles de millones de dólares de capital externo para financiar la perforación.

La producción se disparó, pero el despilfarro provocó un éxodo de inversores. Con la ayuda de una recuperación del precio del petróleo, los operadores de shale lograron un giro sorprendente en el negocio: frenar el gasto de capital y convertir las ganancias inesperadas de un mercado boyante en dividendos y recompras de acciones.

La transformación ha convertido al sector en el de mejor desempeño de S&P en los últimos dos años, pero solo a expensas del crecimiento. “Producimos demasiado petróleo y competimos con la OPEP”, dice el jefe de Pioneer, Sheffield. “De hecho, bajamos el precio de \$20 a \$30 por barril en los últimos 10 años en detrimento de perder toda nuestra base de inversores”. El cambio, dice

Sheffield, ha sido de una industria que gastaba el 100 por ciento de su flujo de efectivo en aumentar la producción a una que solo reinvierte entre el 40 y el 50 por ciento, con el objetivo de crecer entre el 0 y el 5 por ciento.

Después de una década de profundas pérdidas de shale, los inversores disfrutaron del nuevo modelo y desconfían de hacer apuestas más arriesgadas en un sector con un mal historial y un futuro incierto en un mundo en proceso de descarbonización. “Los inversionistas o las empresas casi no tienen interés en volver a reinvertir más del 100 por ciento de su flujo de efectivo”, dice Arjun Murti, un analista petrolero veterano que ahora es asesor en Veriten, una consultora de energía. “Estamos viendo un ritmo de crecimiento más lento. Es un desarrollo significativo para los mercados petroleros”.

El retorno del viejo orden mundial

Lo que es bueno para Wall Street también, en este caso, será bueno para Riyadh. El tibio crecimiento del shale es parte de un período más amplio de subinversión crónica en la exploración petrolera global en otros lugares, argumenta Currie de Goldman, y pondrá el poder del mercado petrolero, y el peso geopolítico, nuevamente en manos de Arabia Saudita y sus aliados de la OPEP+.

Con la descarbonización en el horizonte, los inversores están menos dispuestos a dirigir fondos hacia proyectos largos y costosos que a menudo tardan años en dar sus frutos, como los que se encuentran en las profundidades del mar, argumenta. En cambio, se han pasado a los llamados proyectos de “ciclo corto”. “¿Y dónde están los proyectos de ciclo corto del mundo? Tres lugares: shale estadounidense, Rusia y Medio Oriente”, dice Currie. “Has

sacado a Rusia por todas las razones obvias. Ahora está perdiendo el segundo motor de crecimiento de los tres, con EE.UU. luchando. Eso realmente te deja con el núcleo de la OPEP: los países del Golfo de Medio Oriente”. Esto puede no ser un problema.

Arabia Saudita, el eje de la OPEP, a menudo ha sido una fuerza estabilizadora en los mercados petroleros mundiales. En 2020, realizó profundos recortes de producción para apuntalar los precios, lo que ayudó a rescatar del olvido al shale y a otros productores.

Pero este cambio deja el destino del mercado mundial de crudo en manos de países con los que Occidente tiene una relación volátil.

La administración de Biden asumió el cargo prometiendo tomar medidas energéticas contra el fracking, pero ha pasado meses implorando infructuosamente a los productores de shale y a sus inversores que aumenten la perforación.

Un indicio de lo que puede venir fue visible el año pasado, cuando los precios del petróleo se dispararon a más de 130 dólares el barril después de que los tanques rusos entraran en Ucrania. Los operadores de shale se mantuvieron firmes en su restricción de capital, a pesar de las repetidas súplicas de la Casa Blanca por más suministro de petróleo.

Fue un ejemplo del tipo de descubrimiento de precios que será una característica de un mercado que carece de un proveedor para competir con la OPEP, argumentan algunos analistas. “[El mercado] subió para probar dónde algunos consumidores pobres ya no pueden pagar esto, y creo que encontramos esto en alrededor de \$ 120 [el barril]”, dice Raoul LeBlanc, vicepresidente de productos no convencionales de América del Norte en S&P Global Commodity Insight.

Récord de producción en 2022

La producción argentina de petróleo, “alcanzó los 282 mil barriles diarios, el pico más alto de su historia” dijo la Secretaria de Energía, Flavia Royon y destacó que “los números de la producción total de petróleo correspondientes a diciembre último expresan el sostenido incremento de la actividad en la Argentina”.

Al respecto, se destaca la cifra de 622.500 barriles diarios, que representa la mayor producción total desde el año 2009. Esto supone un incremento de 0,8 % con respecto a noviembre y un aumento del orden del 11,2 % en la comparación interanual para diciembre, describió Royón.

“La otra dimensión destacable de ese total es la participación del petróleo no convencional en esta escalada productiva. En particular, el shale oil contribuyó con 282.400 barriles diarios y marcó un nuevo récord histórico”, destacó.

De esta forma, el volumen del crudo no convencional cristalizó un incremento de

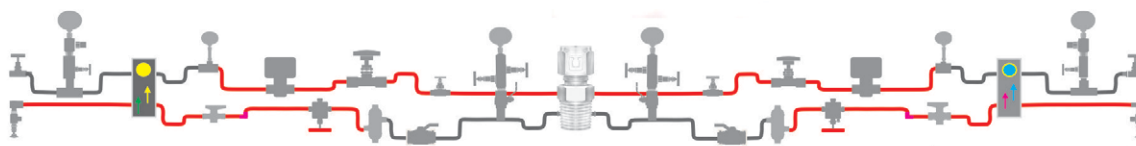
32,9 % respecto a la producción de diciembre 2021. “Fuimos elevando la vara mes a mes y rompiendo récords de producción no convencional durante todo el año, y este diciembre que pasó no fue la excepción. Junto al Ministro (de Economía) Sergio Massa estamos convencidos que las subas en los volúmenes de petróleo (no convencional) potencian la cadena de valor, generando más empleo genuino y mayor ingreso de divisas para el país” dijo la funcionaria que llegó con Massa al gobierno en agosto.

Estos números reflejan la consolidación del aporte de la producción no convencional de la Argentina, que representó un 45 % de la producción de petróleo total, se indicó.

Dentro de esa participación, la formación Vaca Muerta aportó unos 276.500 barriles diarios, alcanzó un incremento de 2,3 % respecto de noviembre último y conformó un alza del 33,9 % en relación a diciembre de 2021, puntualizó.

“dejenos manejar su presión..”

COMPONENTES DESDE 10K HASTA 60K



www.casucci-sa.com

“la elección lógica”

Bernal y el presidente de Shell, analizaron los planes de inversión en Vaca Muerta

Federico Bernal, subsecretario de Hidrocarburos recibió a las autoridades locales de Shell con motivo de repasar la agenda de proyectos e inversiones de la compañía. Bernal destacó la importancia del Oleoducto Sierras Blancas/Allen, construido por el consorcio integrado por Shell (60%), PAE (25%) y Pluspetrol (15%) y cuya inauguración se prevé para el próximo 14 de febrero.

"Se trata de un proyecto estratégico que incrementará la capacidad de evacuación de producción de las operadoras de esta cuenca. Actualmente esa capacidad se encuentra saturada, en una situación muy parecida a lo que heredamos con el sistema licenciado de transporte de gas natural. En ese caso la respuesta del gobierno nacional fue la construcción del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner" evaluó Bernal.

Por su parte, Ricardo Rodríguez, explicó que el nuevo oleoducto "conectará a Vaca Muerta con el troncal de OLDELVAL y su proyecto Duplicar Plus, y reforzará las vías de exportación de la cuenca (OLDELVAL - OTASA), aportando una capacidad de transporte de 125.000 bpd".

Rodríguez destacó también que se trata de la "primera inversión privada de una operadora en la construcción de un oleoducto de midstream en Vaca



Muerta, y la primera inversión de Shell Argentina en midstream en 108 años en el país". La construcción del oleoducto estuvo a cargo de Techint/SIMA y la operación estará a cargo de Oldelval.

Recursos e inversiones

En línea con los objetivos de potenciar el agregado de valor local a través de la industria hidrocarburífera, durante su construcción estuvieron involucradas más de 50 contratistas y proveedoras, en su mayor parte de origen nacional y regional.

Además, Bernal y las autoridades

de Shell Argentina también dialogaron acerca del estado de avance respecto de la solicitud efectuada por la empresa en el marco del Decreto 929.

Desde hace una década Shell desarrolla operaciones en la provincia de Neuquén, con foco en Vaca Muerta. En el encuentro la máxima autoridad de la petrolera le informó a Bernal que la compañía lleva invertidos allí más de 2.000 millones de dólares y que, solo en 2022, volcó 500 millones de dólares en el desarrollo de recursos en la formación.

Hasta el momento, los resultados de esa inversión la posicionan como la primera productora privada de pe-

tróleo no convencional en la Cuenca Neuquina, con una producción de 45.000 barriles de petróleo diarios promedios (bpd). En particular, en Sierras Blancas Shell cuenta con una capacidad instalada de procesamiento de 42.000 bpd y genera más de 3.000 empleos directos e indirectos.

Respecto de las inversiones en materia de hidrocarburos y proyectos de infraestructura, Bernal consideró: "Ahora sí la República Argentina está realmente experimentando una lluvia de inversiones. Para este 2023 esperamos inversiones a escala nacional en exploración y explotación por 9.500 millones de dólares. Esto implica un salto interanual del 20%, es un 36% más que en 2019 y la mayor cifra desde 2015".

Finalmente, sobre la participación de Shell en este proceso de crecimiento, expresó: "Nos congratula que Shell sea parte de este interés y compromiso, que como bien destacó en reiteradas oportunidades el Ministro de Economía, Sergio Massa, es la lógica respuesta de los actores del sector a un programa de desarrollo económico creíble y sustentable, donde la articulación entre el Estado Nacional y el sector privado brinda las condiciones necesarias y suficientes para hacer realidad la transformación de nuestra matriz productiva".

Aceleran la reversión del Gasoducto Norte

Con el objetivo de encarar cuanto antes los trabajos de reversión del Gasoducto Norte para suministrar gas de Vaca Muerta al noroeste del país, e incluso su exportación regional, la Secretaría de Energía hizo lugar a la solicitud de Transportadora de Gas del Norte (TGN) para que, previa intervención del Ente Regulador ENARGAS, construya, instale y ejecute las obras necesarias.

Tales obras integrarán un Plan de Inversiones Obligatorias a cargo de TGN, cuyo detalle deberá presentar al ENARGAS, previo a la suscripción de una Adenda al Acuerdo Transitorio de Renegociación Tarifaria en curso para este rubro.

A través de la Resolución 17/2023 ahora oficializada, Energía instruyó además al Ente Regulador "a contemplar e incluir en la próxima adecuación tarifaria de transición ordenada por los Decretos 1020/20 y 815/22, un Plan de Inversiones Obligatorias a cargo de Transportadora de Gas del Sur (TGS)", previo a la suscripción de la Adenda al Acuerdo Transitorio de Renegociación tarifaria para el ítem transporte, cuyo tenor se está evaluando.

En los considerandos de la R-17 se explica que TGN, en su carácter de Licenciataria del Servicio de Transporte de Gas Natural - Gasoducto Norte, presentó el 12 de enero último un pedido de autorización para cons-



truir, instalar, ejecutar y financiar con fondos propios, o contrayendo deuda financiera, obras sobre el Gasoducto Norte -operado por esta Licenciataria- que tienen por objeto aumentar la capacidad de reversión del sentido de su flujo, lo cual forma parte de la obra Reversión del Gasoducto Norte del Programa Sistema de Gasoductos "Transport.Ar Producción Nacional".

Según lo informado por TGN, en atención al plazo de ejecución de las obras, y dada su eventual finalización y puesta en marcha durante el próximo período invernal, "ha propuesto que aquellas se contemplen en la próxima adecuación tarifaria de transición ordenada por el Decreto 815/2022", que se encuentra llevando adelante ENARGAS.

"Al respecto, destaca la Resolución, se han evidenciado importantes incrementos en la inyección de gas natural producto de la ejecución del "Plan Gas.Ar" durante los años 2021 y 2022, en particular en la cuenca Neuquina", lo que explica la necesidad de ejecutar estas obras lo antes posible.

Se señala además que "considerando que las estimaciones del sector prevén un incremento en la producción de gas natural para los próximos meses, dado el éxito alcanzado en la ronda de concursos públicos de adjudicación convocadas (en noviembre último) por la Secretaría, resulta prioritario y urgente la realización de proyectos de infraestructura para ampliar el sistema y capacidad de transporte de gas natural, evitando

congestionamientos que impidan capitalizar nuevas inversiones en el desarrollo gasífero, debiendo contar para ello con todas las herramientas de financiamiento que sean necesarias para su ejecución".

El detalle de la obra a encarar por parte de TGN implica la Reversión del Gasoducto Norte Etapas I y II.

Se adecuarán las plantas compresoras Leones y Tío Pujio y habrá obras de confiabilidad en gasoducto Norte (tramos 10 y 11). Esto comprende nuevas líneas de 24" y 30", con sus respectivas válvulas de succión y descarga y sistemas de presurización. Conexión y programación de sistemas lógicos de control. Adecuaciones del sistema de iluminación y obras civiles.

También, prueba hidráulica en Tramo 10 para poder operar el ducto a una presión de 61,7 kg/cm². y prueba hidráulica en Tramo 11, en dos secciones para poder operar el ducto a una presión igual a la antes descrita. Incremento de la presión operativa en Tramos 10 y 11.

Asimismo, la R-17 señala que "en virtud de las obras que realizará TGN con carácter obligatorio, corresponde exigir a la firma TGS que realice también obras con carácter obligatorio, de forma tal que ambas licenciatarias tengan un mismo incremento tarifario en sus actualizaciones transitorias".

Crédito de la CAF por US\$ 540 M para obras gasíferas



El ministro de Economía, Sergio Massa, acordó con el presidente del Banco de Desarrollo para América Latina (CAF), Sergio Díaz Granados, un crédito para financiar un plan de obras -de transporte y distribución de gas natural- por 540 millones de dólares, que se estima será aprobado en marzo próximo.

El plan consiste en el desembolso de 540 millones de dólares para la construcción del Gasoducto La Carlota - Tío Pujio, el Reversal del Gasoducto Norte y las plantas compresoras. Esta obra permitirá incrementar el abastecimiento de gas al norte del país desde Vaca Muerta, y aumentará las posibilidades de volúmenes de exportación de gas a Chile y Brasil, describió el Ministerio.

“Hemos cerrado junto a CAF el Plan de Obras de Gas

que será aprobado en el mes de marzo. Serán 540 millones de dólares para construir el Gasoducto La Carlota-Tío Pujio, el Reversal del Norte y las plantas compresoras” afirmó Massa.

Participaron de la reunión, Marco Lavagna y Leonardo Macdur en representación del Ministerio de Economía; la secretaria de Energía de la Nación, Flavia Royon; el presidente de ENARSA, Agustín Gerez; el subsecretario de Relaciones Financieras Internacionales para el Desarrollo, Leandro Gorgal; y el director Nacional de Priorización Estratégica del Financiamiento Externo, Mauro Conti.

Por el Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) estuvieron presentes el vicepresidente de CAF, Christian Asinelli; la representante de CAF, Patricia Alborta.

Brasil y el financiamiento del GPNK (Etapa II)

El presidente de Brasil, Luiz Inacio “Lula” Da Silva afirmó que “vamos a crear las condiciones para aportar al financiamiento” del proyecto de construcción del Gasoducto troncal Presidente Néstor Kirchner, en su Etapa II.

La declaración fue en respuesta a una consulta periodística en Casa Rosada junto al presidente anfitrión, Alberto Fernández, al aludir a la política de financiamiento del Banco Nacional de Desarrollo BNDS.

Se trata de la proyectada continuación del GPNK cuya Etapa I está en construcción para transportar gas natural producido en Vaca Muerta (Neuquén) desde Tratayén hasta Saliqueló, en la provincia de Buenos Aires.

En la segunda etapa el ducto se extenderá hasta el sur de Santa Fe para allí empalmar con el GNEA y llegar hasta la frontera con Brasil, que necesita provisión de gas argentino para suplir el gas de Bolivia, cuya producción esta mermando. De hecho, la Argentina también tendrá un menor suministro de gas boliviano este año, y está activando la reversión del Gasoducto Norte para inyectar allí el gas de Vaca Muerta.



En este contexto, el ministro de Economía argentino, Sergio Massa, afirmó luego de reunirse con su par brasileño, Fernando Haddad, que “el desafío que tenemos que recorrer juntos es el de la integración energética y que el gas de Vaca Muerta llegue a Brasil para que los brasileños puedan acceder al volumen de gas que necesitan para el desarrollo industrial”.

Massa destacó la firma de memorandums de entendimiento con Brasil en ma-

teria comercial, financiera, y energética. Y sobre este último aspecto señaló que a su vez la Argentina tendrá “la oportunidad de exportar parte de lo que es el recurso (gasífero), nuestra riqueza del subsuelo que se encuentra subexplotado por falta de infraestructura”, en alusión al tramo II del GPNK.

La intención del ministerio de Economía es activar la licitación del GPNK Etapa II (proyecto a cargo de ENARSA) en el segundo semestre de este año.

Los CEO avizoran tres años de crecimiento según la encuesta de KPMG

A pesar de los riesgos políticos y tecnológicos, los líderes de la industria demuestran resiliencia frente a la incertidumbre. El informe contiene las perspectivas de los CEOs del sector en escenarios comerciales y económicos para los próximos tres años.

Los riesgos tecnológicos, políticos y los asociados a la ciberseguridad y al funcionamiento de las cadenas de suministro son los más críticos para la industria, según revela la última edición de la reconocida encuesta de KPMG a ejecutivos de todo el mundo, incluidos 16 líderes de empresas localizadas en América del Sur.

Los resultados generales y específicos de la industria se han compilado en la publicación en la octava edición de “KPMG 2022 Global Energy CEO Outlook”, que proporciona las perspectivas de la totalidad de los ejecutivos entrevistados en materia de escenarios comerciales y económicos para los próximos tres años.

La encuesta fue realizada con 1.325 directores ejecutivos entre julio y agosto de 2022.

Los encuestados tienen ingresos anuales de más de US\$ 500 millones y un tercio de las empresas encuestadas tienen más de US\$10 mil millones. La encuesta incluyó a líderes de 11 mercados y 11 sectores industriales clave.

En paralelo, el recorte realizado para la región “KPMG 2022 Energy CEO Outlook: Recorte para América del Sur”, profundiza sobre

las respuestas de los 16 ejecutivos que participaron de la muestra comparadas con sus pares en los países centrales (138 líderes), pertenecientes a los subsectores del petróleo y gas, los servicios públicos y las energías renovables.

Según Manuel Fernández, socio líder de la industria de Energía y Recursos Naturales de KPMG en América del Sur, “en términos generales, los resultados de la encuesta de este año confirman conclusiones ya observadas en ediciones anteriores. Sin embargo, también dan lugar a nuevas, principalmente las relacionadas con las crisis sociales, económicas y políticas, que impactan directamente en los precios de los insumos y servicios”.

Por su parte, Diego Calvetti, Socio líder de Energía y Recursos Naturales KPMG Argentina, opinó que “se observa en esta encuesta una consolidación de algunas temáticas que surgieron en años anteriores, con un claro foco en la disrupción tecnológica sus riesgos y oportunidades, más la aparición de ciertas preocupaciones de corto, generadas por la inestabilidad del contexto y una visión de largo plazo orientada a la inversión y sostenibilidad de los modelos de negocio”.

Ambos informes proporcionan información sobre lo que están haciendo los CEO del sector energético para planificar en medio de la incertidumbre a medida que la industria continúa en transición hacia una economía baja en carbono.

CABLES DE ACERO
ESLINGAS
ACCESORIOS

Crosby Distribuidor oficial
para Argentina y Brasil

American Petroleum Institute
API Monogram. License 9A-0018.

IPH[®]

(5411) 4469-8100
www.iphglobal.com

Energía procura sustituir Generación Forzada por Renovable y diversificar la Matriz (RenMDI)

La Secretaría de Energía llamará a presentar propuestas en la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional "RenMDI" con el fin de celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable por un total de 620 MW con la Compañía Administradora CAMMESA, quien actuará en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista -hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM-.

A través de la Resolución 36/2023 Energía aprobó el Pliego de Bases y Condiciones y los Anexos de la Convocatoria "RenMDI", en el cual se incluye el Renglón 1: "Generación Renovable para sustituir Generación Forzada", y el Renglón 2: "Generación Renovable para Diversificar la Matriz", así como los límites de potencia a contratar, los precios tope por tecnología, los requerimientos técnicos y formales que deben cumplir las ofertas, la valorización de los costos de sustitución de generación forzada por región y la caracterización de los nodos de conexión.

También, la metodología de evaluación de ofertas y propuestas de adjudicación y las características de los Contratos de Abastecimiento a suscribir. Resta saber la fecha de presentación de los interesados.

El artículo 3 de la R-36 estableció una potencia objetivo referencial de 500 Megavatios para el Renglón 1, y de 120 MW para el Renglón 2, señalando que "los valores indicados podrán ajustarse por razones de módulo según se establece en el Pliego de Bases y Condiciones aprobado".

De acuerdo con un anexo de la Resolución firmada por Flavia Royón, la licitación comprende a 20 provincias y el Renglón 1 remite a la sustitución de generación forzada por proyectos de generación solar fotovoltaica, biomasa, FV con almacenamiento y eólica con almacenamiento.

El Renglón 2 procura diversificar la matriz y esta orientado a plantas de biogás, biogás de relleno sanita-



rio, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y biomasa.

El pliego de bases y condiciones del llamado RenMDI no especifica fecha para presentar las propuestas ni cuándo se llevarán a cabo las aperturas de los sobres A y B, de antecedentes y oferta económica, respectivamente.

Las Centrales de Generación habilitadas bajo el marco de esta Convocatoria se registrarán por el Marco Regulatorio Eléctrico (Leyes 15.336 y 24.065) y sus reglamentaciones. En particular en Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de precios en el MEM establecidos por la Resolución 61/1992 de la ex S.E. Eléctrica.

La Resolución establece además que las Centrales de Generación que se construyan en el marco de la Convocatoria no poseerán prioridad de despacho frente a otras Centrales de Generación, Autogeneración o Cogeneración renovable que operen en el MEM en caso de congestión del Sistema Argentino de Interconexión SADI, quedando excluidas de la prioridad prevista por la Resolución 281/2017 del ex Ministerio de Energía y Minería, salvo en los casos que se indican específicamente en el Pliego aprobado por la R-36/2023.

El Organismo Encargado del Despacho (OED) realizará las adecuaciones necesarias en las capacidades de transporte disponibles para la incorporación de la energía producida por Centrales de Generación, Cogeneración o Autogeneración de fuentes renovables, para favorecer la no congestión entre proyectos renovables.

Asimismo, se establece en la Resolución que los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a celebrarse tendrán la prioridad de pago que a la fecha de entrada en vigencia de la R-36 tiene en el MEM el cubrimiento de los costos de combustibles para la generación de energía eléctrica.

CAMMESA emitirá la documentación comercial y abonará mensualmente el precio correspondiente a los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable que resulten de esta Convocatoria.

Los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a celebrarse serán a 15 (quince) años a partir de la Fecha de Habilitación Comercial, al Precio Ofertado Adjudicado en dólares estadounidenses por megavatio hora. Y se remunerará la estacionalidad para incentivar generación en periodos de mayor exigencia para el sistema.

Energía puntualizó que esta Convocatoria "no se encontrará alcanzada por las Garantías que otorga el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) a los beneficiarios de las Rondas 1, 1.5, 2 y 3 del Programa RenovAr y a los proyectos que se incorporaron en el marco de de la Resolución 202/2016 del ex MINEM.

Asimismo, se estableció que "todas las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero en el territorio nacional, derivadas de la potencia instalada de los proyectos adjudicados en el marco de la R-36 serán contabilizadas por el Estado Nacional para el cumplimiento de su meta en la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático aprobada por la Ley 24.295 y del Acuerdo de París aprobado por la Ley 27.270.

En los considerandos de la R-36 se explica que la Convocatoria "está orientada a la presentación de proyectos de pequeña escala contribuyendo a una mayor estabilidad en las redes, a acercar la generación a la demanda disminuyendo así las pérdidas eléctricas, y a fomentar el desarrollo regional, al mismo tiempo que fomentar la sustitución de generación forzada de combustibles alternativos existentes".

También se hace referencia a que "mediante la Resolución 330/2022 la S.E. realizó una convocatoria para recibir Manifestaciones de Interés (MDI) de proyectos de infraestructura que contribuyan a incorporar Generación Renovable y/o instalaciones de almacenamiento de energía en puntos de la red de Transporte por Distribución Troncal y/o de Distribución e incrementar la participación de la generación renovable en el abastecimiento de la demanda del SADI".

La referida Convocatoria despertó un gran interés, con presentaciones de una multiplicidad de proyectos a lo largo del país, de distintas tecnologías y escalas, recibiendo 491 proyectos por un total de 14.400 MW "lo que evidenció el compromiso y participación de actores tanto públicos como privados", destacó la resolución de la S.E.

Genneia produjo en 2022 el 20% de la energía eólica y solar del país

Genneia, la compañía pionera en energías renovables, generó durante el 2022 el 20% de la energía renovable eólica y solar en Argentina. De este modo, se posiciona como empresa líder en el sector manteniendo, además, su ubicación entre las primeras 15 empresas generadoras de energías limpias de Sudamérica.

De acuerdo con los datos aportados por CAMMESA, Genneia generó un total de 3.424.595 MWh, correspondiente a energía solar y eólica -que equivalen al consumo aproximado de 900.000 hogares- provenientes de sus 7 parques eólicos y un parque solar.

La compañía continúa reafirmando su rol activo en la generación de energías limpias evitando la emisión de más de 1.500.000 toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera.

Marzo fue el mes con mayor generación, con un registro total de 313.993 MWh y el Parque

Eólico Madryn, el más grande de Argentina, fue el centro operativo de Genneia con mayor registro en el año, al alcanzar 951.571 MWh de energía limpia.

Genneia continúa posicionándose en el mercado de renovables alcanzando el 17% del total de la capacidad instalada, conformado por un 23% de la generación de energía eólica y el 7,5% de energía solar.

"Estamos orgullosos del trabajo realizado por el equipo de Genneia a lo largo de la última década, manteniendo el liderazgo de la industria y nuestro fuerte compromiso en la lucha contra el cambio climático y la promoción de la transición energética", expresó Gustavo Castagnino, Director de Asuntos Corporativos, Regulatorios y Sustentabilidad de Genneia.

"Continuaremos trabajando para sumar valor y potenciar nuestras buenas prácticas para

que Genneia siga siendo la compañía referente de las energías sustentables en nuestro país y en la emisión de instrumentos verdes, como bonos de carbono, I-RECs y bonos verdes", destacó.

La compañía está próxima a inaugurar su segundo centro de generación fotovoltaico, el Parque Solar Sierras de Ullum (80 MW) y alcanzará una potencia instalada de 944 MW de capacidad instalada renovable. Asimismo, anunció inversiones por 260 millones de dólares para la construcción del Parque Eólico La Elbita (140MW) en Tandil, Buenos Aires, y el Parque Solar Tocola III (60 MW), en San Juan. De esta manera, la compañía superará 1GW de capacidad instalada.

Genneia invirtió más de US\$ 1.200 millones de dólares en proyectos renovables en los últimos 5 años y continúa sumando proyectos para acompañar a más organizaciones en el camino hacia la sostenibilidad.

Pampa e YPF inauguraron expansión de la CTEB

El presidente de la Nación, Alberto Fernández, ratificó la política del gobierno en materia energética para impulsar inversiones en obras de infraestructura para poner en valor los recursos hidrocarbúricos, renovables, y minerales, que el país posee.

Remarcó como objetivos el desarrollo económico y la mejora de la calidad de vida de la población, y la exportación de petróleo, gas, y litio, muy demandados en un mundo en crisis energética.

Fernández participó, invitado por Pampa Energía e YPF, de la inauguración del Ci-

clo Combinado de la Central Térmica Ensenada de Barragán (CTEB), usina instalada en el distrito bonaerense de Ensenada, que fue recorrida por el Mandatario, junto con la Secretaria de Energía, Flavia Royón, el Intendente local Mario Secco, y los principales directivos de las dos empresas: Marcelo Mindlin (presidente de Pampa) y Pablo González, presidente de YPF.

La obra inaugurada implicó la expansión en el 50 por ciento de la capacidad instalada de la Central a través de la incorporación de una turbina a vapor que vino a sumarse

a las dos turbinas a gas ya en operación, pasando así de 567 MW a 847 MW de capacidad instalada.

Las dos compañías invirtieron un total de 250 millones de dólares en la finalización del cierre del CC. Durante su construcción se generaron más de 1.900 puestos de trabajo, y la Central se ubica entre las cuatro más grandes y eficientes del país.

La CTEB fue adquirida por Pampa e YPF en 2019 (a ENARSA). En ese momento, se hicieron cargo de la operación de la central de ciclo simple y asumieron el com-

promiso de concretar el CC, una obra clave para el sistema eléctrico, que contribuye con energía de base confiable y más eficiente en una zona de alto consumo industrial y residencial.

El ciclo combinado, que suma 280 MW a los 567 MW previos tiene la gran ventaja de generar mayor cantidad de electricidad sin consumir más combustible, ya que la turbina de vapor es alimentada por los gases que emanan las turbinas de gas existentes. Este proceso permite mayor eficiencia en la generación y contribuye a la sustentabilidad del sistema

eléctrico nacional, se destacó.

Marcelo Mindlin, presidente de Pampa Energía, afirmó que *“esta obra es un ejemplo más de que cumplimos con nuestra palabra cuando anunciamos inversiones. En 2019, cuando adquirimos esta central con YPF, dijimos que íbamos a poner en marcha el ciclo combinado que estaba paralizado, luego de haber sido iniciado en 2011, y hoy inauguramos esta obra que va a incrementar en un 50 % la capacidad de generación de esta planta, sin gastar una molécula más de gas o de combustibles líquidos”*.

“Esta mejora de eficiencia permitirá un menor consumo de 1.8 millones de m³/día de gas, que equivalen a un ahorro anual de aproximadamente 350 millones de dólares. A partir de ahora será una de las centrales más eficientes y amigables con el medio ambiente del país”, añadió Mindlin.

Por su parte, Pablo González, señaló que *“estas inversiones en infraestructura energética, como las que estamos haciendo en otras partes del país, nos permiten generar la energía confiable y eficiente que el país necesita. En este caso, con menos gas vamos a generar más energía eléctrica en una zona de alto consumo industrial y residencial”*.

El Presidente Fernández enmarcó los beneficios de la mayor oferta eléctrica de la CTEB en el ahorro de divisas por la menor necesidad de importar insumos energéticos. En un contexto de muy altos precios internacionales *“el año pasado (2022) debimos pagar 5 mil millones de dólares más por energía (gas y líquidos) para no parar el ciclo productivo del país”*, señaló.

También hizo referencia a los resultados positivos del Plan Gas Ar en sus varias versiones, desde que estaba en el gobierno Cristina Fernández, en cuanto a inversiones e incremento de la producción alcanzados, sobre todo en el reservorio no convencional de Vaca Muerta (NQN).

Asimismo, hizo referencia a la construcción en marcha del Gasoducto troncal Presidente Néstor Kirchner, en su etapa I, mencionando que estará terminado *“el 20 de junio, o el 9 de julio”*, según evoluciona el tendido del ducto entre Tratayen (NQN) y Salliqueló (provincia de Buenos Aires).

Respecto de la obra del GPNK, a cargo de Techint-Sacde, Mindlin hizo hincapié en que constituye *“un desafío enorme procurar su realización en 9 meses cuando un gasoducto de estas características demanda dos años”*.

IAOG

AOG

XIV ARGENTINA OIL&GAS EXPO 2023

5° Congreso Latinoamericano y 7° Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente en la Industria del Petróleo y del Gas

11 - 14.9.2023
La Rural, Predio Ferial
Buenos Aires, Argentina

IAOG INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS

messe frankfurt

Los parques de YPF Luz batieron récords de producción en el 2022

Con factores de carga que superaron el 60 por ciento de manera sostenida y con meses superando el 70 %, el parque eólico Manantiales Behr, operado por YPF Luz, se posicionó como líder en el ranking de los Mejores Factores de Carga del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) elaborado por CAMMESA, con un valor de 61.9 por ciento anual.

Ubicado en Chubut, Manantiales Behr es el primer parque eólico de YPF Luz. Tiene 30 aerogeneradores y una capacidad instalada de 99 MW, equivalente al consumo de 144.000 hogares.

En 2021, el Parque Eólico Manantiales Behr fue uno de los más eficientes del país, con un factor de capacidad de aproximado del 60 %. En 2022, fue seis veces líder del podio logrando así el primer lugar en el ranking anual, destacó la Compañía energética.

Los niveles operativos récord del parque MB se alcanzaron en Marzo: 65.5%, Abril: 64%, Junio: 61.2%, Agosto: 69.3%, Septiembre: 63,1%, y Octubre: 72.2 por ciento.

El parque eólico Los Teros, también fue parte del podio en el mes de



noviembre con un factor de 60,1%. Los Teros es el segundo parque eólico de la compañía y se encuentra ubicado a 45 km de Azul, provincia de Buenos Aires.

Tiene una capacidad instalada de 175 MW, genera energía equivalente al consumo de más de 230.000 hogares y evita la emisión de más de

400.000 toneladas de dióxido de carbono por año. Los Teros es uno de los más grandes del país y tiene la ventaja de estar cerca de los centros de mayor consumo eléctrico de Argentina.

Por su parte, el parque eólico Cañadón León estuvo presente en el podio en el mes de octubre con un factor de carga de 69.5%, en agosto con

67.3% y en julio con 60.1 por ciento.

Cañadón León es el tercer parque eólico de YPF Luz, puesto en marcha en diciembre de 2021. Ubicado en Cañadón Seco, provincia de Santa Cruz, tiene una capacidad instalada de 123 MW de energía renovable, eficiente y sustentable, equivalente a la energía que utilizan más de 150 mil hogares y evita la emisión de más de 312.000 toneladas de dióxido de carbono por año.

“Estos niveles de eficiencia son altísimos a nivel mundial y confirman el compromiso de YPF Luz de generar cada vez más y mejor energía para el país”, remarcó la empresa.

Nacida en 2013, YPF Luz (YPF Energía Eléctrica S.A.) es una empresa líder en generación de energía eléctrica en el país. Actualmente la compañía tiene una capacidad instalada de 2.483 MW que provee al mercado mayorista e industrial.

YPF Luz tiene como misión generar energía rentable, eficiente y sustentable, que optimiza los recursos naturales para la producción de energía térmica y renovable. Para más información, visite www.ypluz.com

Según ADEERA, la demanda eléctrica creció 3,57 % en el 2022

El consumo de energía eléctrica a nivel nacional aumentó 3,57 por ciento en 2022 respecto a 2021, de acuerdo con un informe anual de demanda que elabora la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (Adeera).

El documento señala que la demanda residencial creció 3,09 %, la no residencial menor a 300 kW subió 6,10 % y la no residencial igual o mayor a 300 kW se incrementó 6,78 %. El único segmento que registró una caída en el consumo fue el de grandes usuarios del MEM, con una baja de 1,77 por ciento interanual.

En CABA y el Gran Buenos Aires, donde se concentra la mayor participación en el total de energía consumida en el país, la demanda se amplió 2,29 por ciento. El mes con mayor crecimiento interanual de consumo fue enero, ya que subió 10,68 % respecto al mismo mes de 2021.

El descenso más notorio del consumo eléctrico fue en octubre, con una caída relativa de 3,20 por ciento.

Las provincias con mayor aumento de la demanda de energía eléctrica durante el 2022 fueron San Juan, Catamarca y San Luis, todas con una suba superior al 7,5 por ciento i.a., mientras que los menores niveles se detectaron en Santa Cruz, Mendoza y Chubut.

En un detalle de la demanda anual de energía eléctrica por regiones del país, el AMBA registró el 38,89 por ciento del total; el Litoral 12,67 %; la provincia de Buenos Aires el 12 por ciento; la región Centro el 9,61%; Cuyo 8,47%; el NOA 8,04 %; el NEA 5,36%; el Comahue 2,84%, y la Patagonia el 2,12 por ciento del total.

La ADEERA está conformada por 50 distribuidoras de energía eléctrica de origen público, privado y cooperativo. En conjunto brindan servicio a 14,5 millones de clientes en todo el país. Operan 450.000 km de redes, emplean a 60.000 personas de manera directa y distribuyen más de 120.000 GWh al año, que representa el 98% del total de la energía eléctrica que se consume en nuestro terri-

MEGSA-CAMMESA: ofertas para febrero por 2,85 y 22,7 millones de m3/día



El Mercado Electrónico del Gas realizó dos subastas, solicitadas por CAMMESA, para la provisión de gas con destino a usinas generadoras.

La primera fue la tradicional subasta mensual para el abastecimiento interrumpible de gas natural para febrero 2023 en la que podían participar Productores y Comercializadores en general.

Se presentaron 16 ofertas por un volumen total de 2.850.000 metros cúbicos diarios, con un Precio Promedio Ponderado de U\$S 2,16 el millón de BTU puesto en el Punto de Ingreso al Sistema de ductos, y un ppp de U\$S 2,45 por MBTU puesto en el Gran Buenos Aires.

De las 16 ofertas un total de 3 fueron realizadas por productores en Neuquén, por un volumen de 650 mil m3/día y precios PIST de entre 2,18 y 2,30 dólares el MBTU. El precio en GBA oscila entre 2,39 y 2,51 dólares el MBTU.

Desde la cuenca Noroeste se realizaron 4 ofertas por un total de 600 mil m3/día a precios PIST de 2,16 y 2,17 dólares el MBTU, y U\$S 2,44 puesto en el GBA.

Otras 3 ofertas fueron desde Tierra del Fuego, por 400 mil m3/día y precios PIST de 2,03 y 2,04 dólares el MBTU, y U\$S 2,45 puesto en el GBA.

Desde Chubut llegaron 5 ofertas, por un total de 1 millón de m3/día y precios PIST de entre 2,16 y 2,20 dólares el MBTU, y precios en el GBA de

entre 2,46 y 2,49 dólares el MBTU.

La última oferta llegó desde Santa Cruz, por 200 mil m3/día y precio PIST de 2,06 y 2,46 dólares puesto el gas en el GBA.

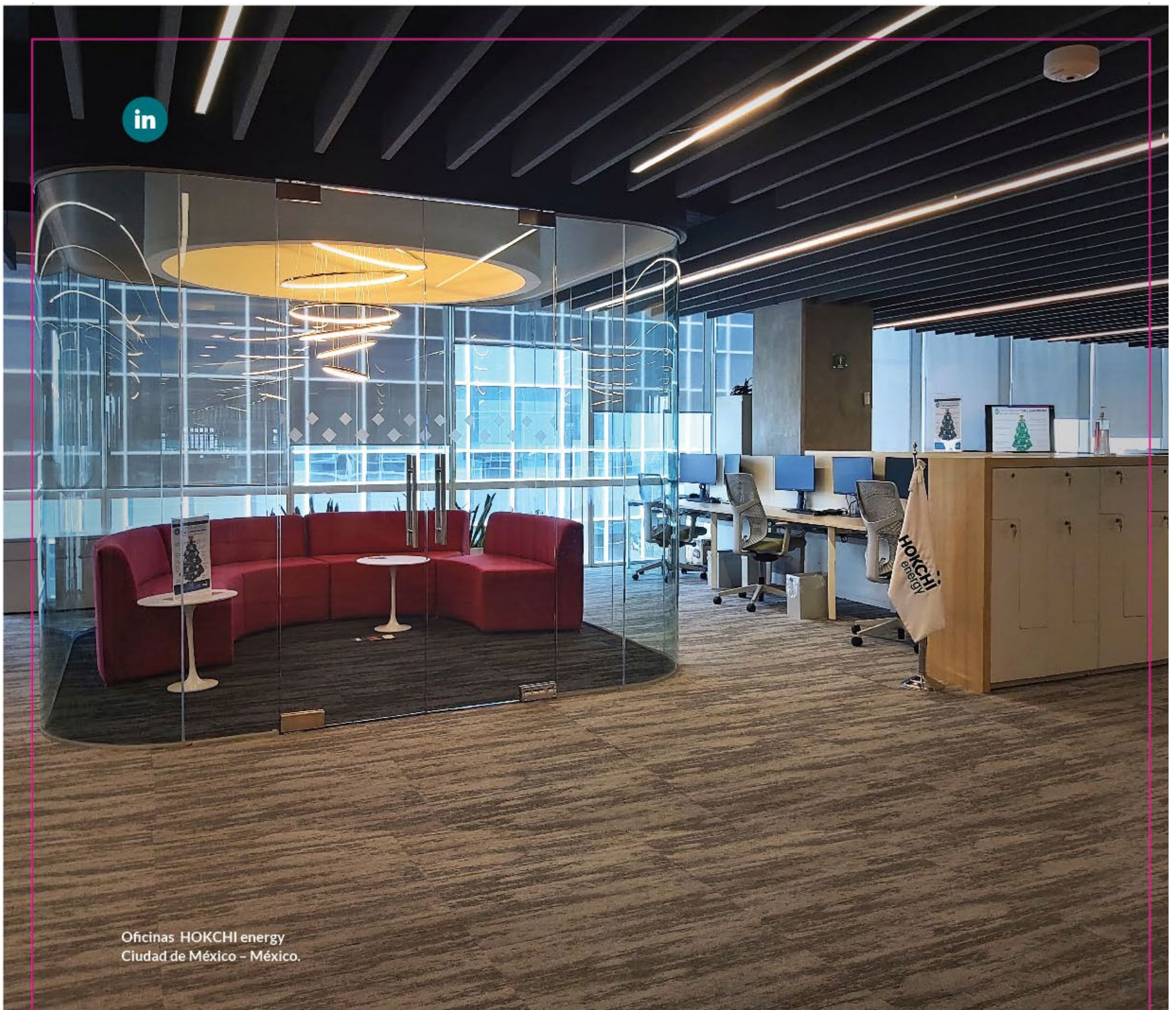
Con posterioridad el MEGSA realizó un concurso de precios para el abastecimiento interrumpible de gas natural para el mismo mes, en el que se recibían ofertas exclusivamente de aquellos Productores que habiendo sido adjudicatarios del Plan Gas.Ar cuenten con volúmenes adicionales. Cada Productor sólo podía ofertar en las mismas cuencas en que fuera adjudicado en el PG, sin exceder el precio obtenido en el PG para cada cuenca para el período de verano.

En este caso se recibieron 17 ofertas, por un volumen total de 22.700.000 m3/día a un PPP de U\$S 2,84 el MBTU.

Doce ofertas llegaron desde Neuquén, por un total de 11.200.000 m3/día y precios de entre 2,15 y 3 dólares el MBTU. Otras 3 ofertas fueron desde Tierra del Fuego, a precios de entre U\$S 2,77 y U\$S 2,81 el MBTU por un volumen diario de 9 millones de metros cúbicos.

Desde Santa Cruz se anotó una oferta de 1 millón de m3/día y un precio de U\$S 2,83 el MBTU.

La última oferta llegó desde Chubut, fue por 1,5 millón de m3/día y un precio de U\$S 2,88 el MBTU.



Oficinas HOKCHI energy
Ciudad de México - México.

BLK, experticia worldwide

Más de 20 años de experiencia
y pasión por lo que hacemos.

BLK brinda sus servicios en México y está formada por un grupo de profesionales con una inquebrantable visión de trabajo en equipo y amplia experiencia en las áreas de arquitectura, ingeniería y diseño. Somos apasionados y artífices del desarrollo de nuestras ideas.

—
blk.com.mx

